



# SANTÉ FINANCIÈRE DES PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ

La transition à l'épreuve  
de la discipline économique

Focus sur le marché suisse

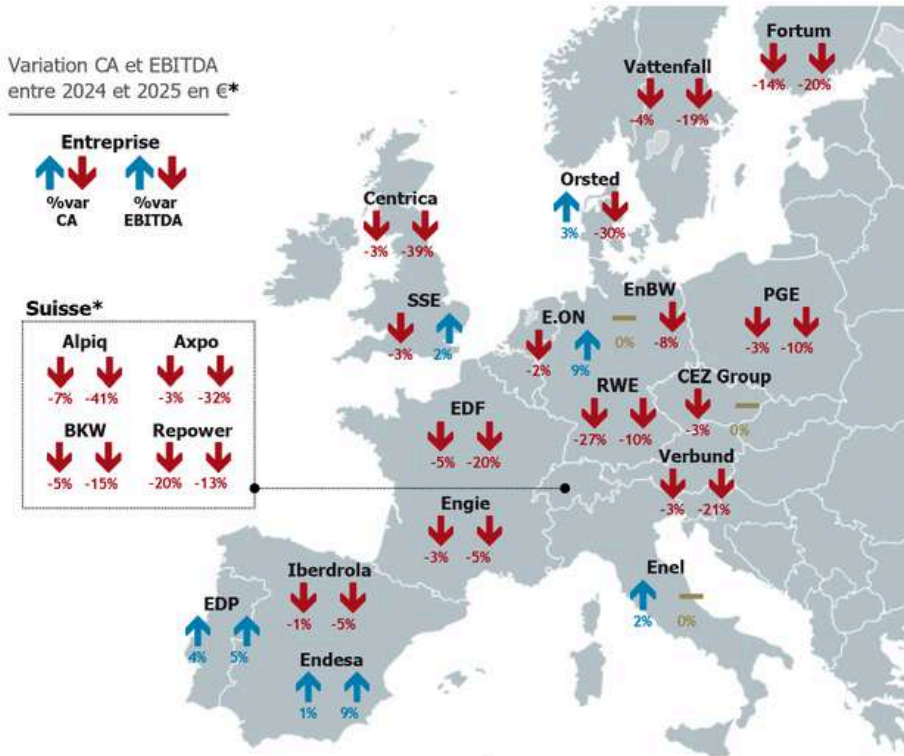


11ème ÉDITION - 2026



# DES RÉSULTATS EN REPLI ET UNE NORMALISATION SOUS PRESSION

Les revenus résistent mieux que les résultats opérationnels, révélant une pression accrue sur les modèles les plus exposés au marché.



\*Les données pour les acteurs suisses sont exprimées en francs (CHF).

D'après les données disponibles dans les rapports annuels des entreprises étudiées

## UNE PERFORMANCE EN REPLI, UN SECTEUR TOUJOURS SOLIDE

En 2025, les producteurs européens d'électricité enregistrent un repli de leurs indicateurs financiers, sans remise en cause de la solidité globale du secteur. Le chiffre d'affaires agrégé recule de 3,0%, tandis que l'EBITDA diminue de 9,2%, traduisant une compression des marges dans un environnement de marché moins porteur.

La pression concerne surtout les producteurs les plus exposés aux prix de marché ou disposant de revenus moins sécurisés.

En Suisse, la baisse des indicateurs traduit une normalisation après deux années exceptionnelles:

une détente des prix de marché, une contribution du trading moins favorable et une base de comparaison 2023-2024 très élevée. Le repli est accentué chez certains acteurs par des effets spécifiques, comme un trading négatif, des indisponibilités de production ou des impacts ponctuels de valorisation. Le signal est donc négatif en variation, mais ne remet pas en cause la solidité financière des acteurs.

La résilience financière dépend désormais de trois leviers: la qualité du portefeuille d'actifs, la maîtrise de l'exposition au marché et la capacité à sécuriser les flux de trésorerie.

# SÉCURISER LES REVENUS FACE À LA COMPRESSION DES MARGES

Contrats longs, revenus régulés et flexibilité deviennent des leviers centraux de résilience financière.

## En 2025, la compression des marges renforce le rôle des mécanismes de sécurisation des revenus.

Les producteurs les plus résilients combinent plusieurs leviers. Les Power Purchase Agreements stabilisent une partie des volumes auprès de clients industriels ou grands comptes: les Contracts for Difference encadrent les revenus des actifs à fort CAPEX: les revenus régulés, notamment dans les réseaux, limitent l'exposition aux prix de gros: les mécanismes de capacité rémunèrent la disponibilité d'actifs essentiels à la sécurité d'approvisionnement: les couvertures réduisent l'exposition aux variations de prix. En Suisse, cette logique prend une dimension particulière avec la valorisation de la flexibilité hydraulique, du stockage et des actifs pilotables, qui contribuent à sécuriser l'approvisionnement tout en stabilisant les flux de revenus. Dans un système plus volatil et plus capitalistique, la visibilité des flux devient aussi stratégique que la capacité installée.

### ALPIQ

↓ ↓  
-7% -41%

En 2025, Alpiq reste pénalisé par l'arrêt non planifié de Gösgen, des apports hydrologiques plus faibles et une contribution réduite du trading. Le groupe conserve cependant une stratégie centrée sur la flexibilité: optimisation du parc hydraulique suisse, développement de batteries en Europe et des actifs thermiques flexibles en Italie, Espagne et Hongrie. Ces leviers permettent de mieux sécuriser les revenus dans un environnement de marché plus volatil.

### REPOWER

↓ ↓  
-20% -13%

Repower renforce en 2025 son portefeuille renouvelable en Italie via plusieurs acquisitions ciblées, dont B. Energie Castello di Annone, lié à un projet hydroélectrique, et ESE Rizzuto, associé à un projet agrivoltaïque. Comptabilisées comme acquisitions d'actifs, ces opérations restent modestes à l'échelle du groupe mais cohérentes avec une stratégie de développement renouvelable régionalisé.

### axpo

↓ ↓  
-3% -32%

En décembre 2025, Axpo annonce un accord pour acquérir auprès de Polenergia une centrale gaz CCGT de 116 MW à Nowa Sarzyna, en Pologne. L'opération s'inscrit dans une logique de diversification du portefeuille polonais et de sécurisation d'actifs pilotables dans un système électrique en transition. Cette flexibilité thermique soutient l'intégration des renouvelables et contribue à la sécurité d'approvisionnement.

### EDF

↓ ↓  
-5% -20%

EDF affiche un chiffre d'affaires de 113,3 Md €, un EBITDA de 29,3 Md € et un résultat net de 8,4 Md €. La performance opérationnelle recule malgré une production nucléaire au plus haut depuis six ans, à 373 TWh, sous l'effet de prix de marché moins favorables et d'une production hydraulique en baisse. Le groupe conserve un cash-flow positif et réduit sa dette nette à 51,5 Md €, soutenu par une gestion active du capital.

«Une exposition accrue à la volatilité des prix de gros peut augmenter les coûts de financement et affaiblir la confiance des investisseurs.»

## RECOMPOSER LES PORTEFEUILLES POUR SÉCURISER LES MODÈLES ÉNERGÉTIQUES

Les énergéticiens privilégient les réseaux, les actifs flexibles et les portefeuilles renouvelables mieux alignés avec leurs priorités nationales.



En 2025, Enel confirme la résilience de son modèle intégré. La baisse des marges en Italie est compensée par les activités internationales, tandis que le résultat net ordinaire atteint 7,0 Md €. La dette nette progresse modérément à 57,2 Md €, soit une hausse de +2,5%, principalement sous l'effet des rachats d'actions. Le plan stratégique reste centré sur les réseaux, les renouvelables, les clients et une stricte discipline capitalistique.



En 2025, CEZ poursuit l'extension de son portefeuille d'infrastructures régulées avec l'acquisition de Gas Distribution s.r.o. auprès d'E.ON, via sa filiale GasNet. L'actif couvre le sud de la Bohême et une partie de la région de Vysočina. L'opération renforce son réseau gazier national, à l'exception de Prague, et s'inscrit dans la transition du chauffage tchèque du charbon vers le gaz puis l'hydrogène.



En juin 2025, RWE finalise avec Norges Bank Investment Management une opération portant sur 49% de ses projets offshore Nordseecluster, en Allemagne, et Thor, au Danemark, représentant 2,7 GW au total. RWE conserve la construction et l'exploitation des actifs. Cette logique de partenariat permet de réduire l'intensité capitalistique des grands projets offshore tout en maintenant le contrôle industriel, dans un segment où les besoins de financement restent très élevés.



En 2025, Vattenfall sécurise son engagement dans le cluster offshore Nordlicht 1 et 2, en mer du Nord allemande, pour une capacité totale d'environ 1,6 GW. Le groupe décide également de racheter la participation précédemment acquise par BASF, tout en maintenant un accès de long terme à l'électricité renouvelable pour l'industriel allemand. Cette opération illustre une logique de contrôle stratégique sur les grands actifs offshore et de sécurisation de débouchés industriels.



EnBW décide de céder sa participation dans le projet offshore Mona, d'une capacité potentielle de 1,5 GW, à son partenaire JERA Nex bp. Le groupe indique que Mona et Morgan n'ont pas obtenu de soutien public via les Contracts for Difference britanniques, ce qui l'a conduit à ne pas poursuivre ces projets dans les conditions prévues. Cette décision illustre une discipline d'investissement accrue dans l'offshore.

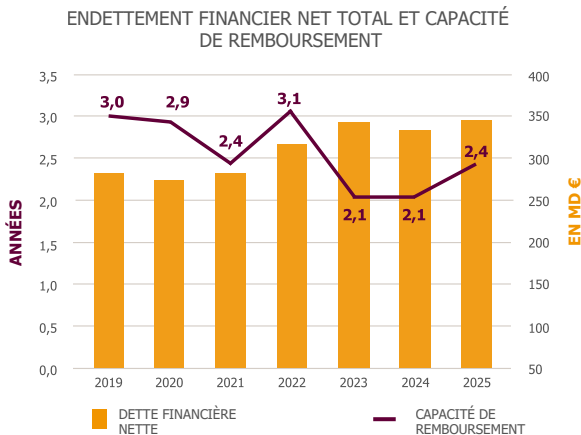


En 2025, E.ON illustre la solidité d'un modèle centré sur les réseaux et les infrastructures énergétiques. Malgré un chiffre d'affaires en léger recul dans notre base, l'EBITDA progresse à 9,8 Mds €, soutenu par l'activité Energy Networks et par la hausse des investissements dans les réseaux. Ce profil réduit l'exposition directe aux prix de gros et renforce la visibilité des flux.

## UNE DETTE SOUS CONTRÔLE, MAIS UNE MARGE DE MANŒUVRE RÉDUITE

La baisse de l'EBITDA et le maintien des investissements relèvent la bonne capacité de remboursement du panel.

En 2025, la dette financière nette agrégée progresse et la capacité de remboursement se dégrade de 2,1x à 2,4x. Ce ratio, qui indique le nombre d'années de performance opérationnelle théoriquement nécessaires pour rembourser la dette nette, reste soutenable, mais traduit une marge de manœuvre financière plus contrainte. Cette évolution reflète la tension entre compression des marges et investissements élevés dans les réseaux, les renouvelables, les batteries, les actifs flexibles et l'électrification. Les agences de notation conservent une lecture globalement solide du secteur, souvent autour de BBB / BBB+ / Baa1 avec perspectives stables, tout en valorisant les modèles adossés aux réseaux, aux revenus régulés et aux contrats long terme.



D'après les données disponibles dans les rapports annuels 2019-2025 des entreprises du panel étudié

« Le Groupe BEI a fourni un financement record de 33 milliards d'euros pour la sécurité énergétique de l'Europe, soutenant 108 milliards d'euros d'investissements au total. »

Banque européenne d'investissement, EIB Group 2025 Activity Report, publié début 2026.



La dette nette d'Ørsted recule nettement, passant de 7,8 Md€ en 2024 à 2,5 Md€ en 2025, soit un ratio dette nette / EBITDA de 0,85x. Bien que l'EBITDA soit en baisse, sous l'effet des partenariats et de frais d'annulation, le groupe bénéficie de revenus offshore soutenus par la disponibilité des actifs et les mécanismes CfD, ROC et certificats verts. En 2025, Ørsted poursuit son redressement financier par une augmentation de capital et des cessions ciblées, dont la vente de 50 % de Hornsea 3 à Apollo pour environ 5,2 Md€, incluant paiements initiaux et financement futur.



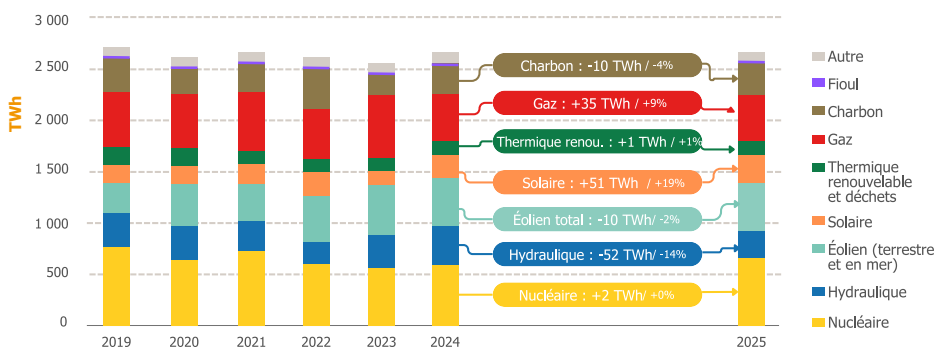
Fortum voit sa dette nette progresser à 1,5 Md €, contre 0,4 Md € en 2024. La hausse s'explique principalement par une baisse du cash-flow opérationnel, des CAPEX maintenus, des acquisitions ciblées et le versement d'un dividende élevé. Fortum souligne néanmoins une position financière encore solide, avec un ratio dette nette / EBITDA comparable de 1,2x et des notations BBB+ stables auprès de S&P Global Ratings et Fitch Ratings.

# UE-27 : UNE PRODUCTION STABLE, DES FILIÈRES EN RECOMPOSITION

Le solaire compense le recul de l'hydraulique et de l'éolien, tandis que les trajectoires nationales restent fortement différenciées.

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE (PÉRIMÈTRE UE-27) PAR FILIÈRE

2 713	2 602	2 700	2 623	2 560	2 605	2 625	Production totale (TWh)
58	61	61	59	66	70	69	Part décarbonée (%)
29	34	33	34	41	44	43	Part renouvelable (%)



Source : Bilan Electrique 2025 de RTE sur les données ENTSO-E, Energy-Charts, CBS NedNL, REE, RTE

FILIÈRES EN CROISSANCE / RÉSILIENCE	FILIÈRES EN REcul / AJUSTEMENT
Solaire: principal moteur de croissance du mix européen en 2025, avec une hausse généralisée.	Hydraulique: forte baisse après une année hydrologique exceptionnelle, surtout dans les pays alpins.
Nucléaire: stabilité européenne, malgré des contrastes nationaux marqués.	Éolien: léger recul conjoncturel, principalement météorologique.
Gaz: hausse conjoncturelle pour compenser le recul hydraulique.	Charbon: poursuite du déclin structurel, malgré un poids encore concentré dans certains pays.



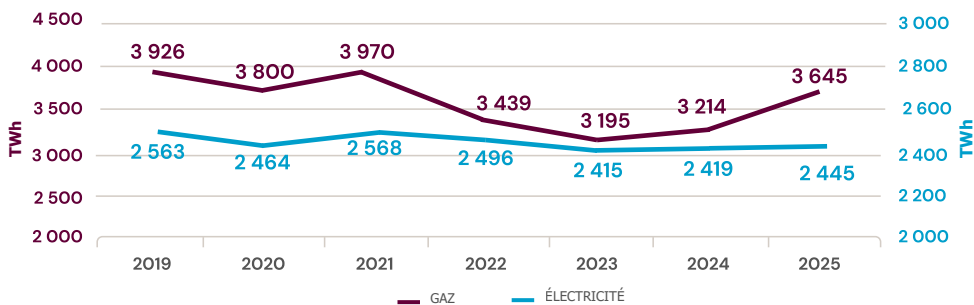
## EN SUISSE, UN MIX BAS CARBONE ROBUSTE, MAIS DÉPENDANT DES CONDITIONS HYDRAULIQUES ET DE LA DISPONIBILITÉ NUCLÉAIRE

La Suisse illustre une autre forme de recomposition: un mix très décarboné, dominé par l'hydraulique et le nucléaire, mais exposé aux variations hydrologiques et à la disponibilité du parc nucléaire. En 2025, la production nationale recule à 67,7 TWh, contre 81,1 TWh en 2024, soit une baisse de 16,5%. Ce repli s'explique principalement par une production hydraulique plus faible, tombée à 37,5 TWh après une année 2024 record, et par l'arrêt prolongé de la centrale nucléaire Gösgen. Le solaire poursuit toutefois sa progression, avec une production photovoltaïque estimée à 8,1 TWh en 2025, sans réduire l'enjeu central de flexibilité hivernale.

## EST-CE LA FIN DU LIEN MÉCANIQUE ENTRE GAZ ET ÉLECTRICITÉ ?

La demande électrique reste stable tandis que le gaz rebondit en raison d'un hiver froid, rappelant ainsi son rôle dans l'énergie européenne.

ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION DE GAZ ET D'ÉLECTRICITÉ (PÉRIMÈTRE UE-27)



D'après les données d'Eurostat, de sources gouvernementales (électricité) et d'Our World in Data (gaz)

En 2025, la consommation d'électricité des 27 pays de l'UE progresse faiblement, confirmant une électrification encore peu visible dans les volumes agrégés. À l'inverse, la consommation de gaz rebondit, à 3 645 TWh contre 3 214 TWh. Ce rebond doit toutefois être lu comme largement conjoncturel, porté par des conditions météorologiques plus froides et un recours accru au gaz dans certains équilibres électriques. Cette divergence révèle une transition encore incomplète: l'électricité ne s'est pas encore substituée massivement aux usages fossiles, tandis que le gaz conserve un rôle important dans l'équilibre énergétique européen, notamment pour l'industrie, le chauffage, certains usages thermiques et la production électrique en période de tension.

**+1,1%**

de consommation d'électricité en 2025  
dans l'UE par rapport à 2024

**+13,4%**

de consommation de gaz en 2025  
dans l'UE par rapport à 2024



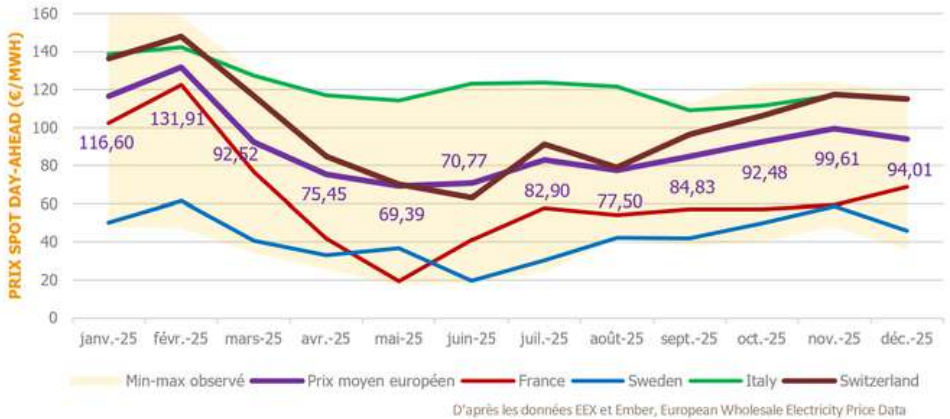
### LA SUISSE, UN SYSTÈME PEU GAZIER MAIS EXPOSÉ À L'ÉQUILIBRE EUROPÉEN

L'exposition helvétique au gaz est surtout indirecte: elle passe par les prix de marché européens, les importations en période hivernale et la formation du prix marginal lors des heures de tension. Cette situation renforce l'enjeu suisse de sécurisation hivernale: disposer d'une production pilotable, de capacités de stockage et d'une flexibilité suffisante pour limiter la dépendance aux équilibres voisins. Cette vulnérabilité se double d'un impératif géopolitique. Alors que les places de marché européennes naviguent à vue face aux incertitudes mondiales, l'absence d'un accord global sur l'électricité avec l'Union Européenne restreint les capacités d'importation et expose le consommateur suisse à la volatilité de ces flux transfrontaliers.

## UN SYSTÈME SOUS TENSION NÉCESSITANT UNE FLEXIBILITÉ INDISPENSABLE

L'intégration des marchés n'efface pas des écarts de prix structurés par les mix, le gaz, les interconnexions et la flexibilité.

PRIX SPOT DE GROS EUROPÉENS : MOYENNE MENSUELLE ET DISPERSION ENTRE PAYS EN 2025



La Suède reste nettement sous la moyenne européenne, autour de 42,6 €/MWh en 2025. Son mix hydro-nucléaire-éolien limite l'exposition au gaz et illustre l'avantage d'un système flexible à faible coût marginal.



La France affiche un prix moyen d'environ 63,2 €/MWh, inférieur à la moyenne européenne. Sa courbe reste plus saisonnière, avec un pic en février et un creux marqué au printemps, selon disponibilité nucléaire, demande et production renouvelable.



L'Italie demeure l'un des marchés les plus élevés, autour de 121,8 €/MWh en 2025. Son exposition plus forte au gaz, aux importations et aux contraintes d'interconnexion maintient un prix spot structurellement supérieur.



La Suisse affiche une moyenne annuelle élevée d'environ 102 €/MWh. Cette prime persistante, liée aux contraintes d'interconnexion avec l'UE, s'est maintenue toute l'année, indiquant que le niveau élevé post-2021 constitue désormais la norme.

Cette dispersion reflète la réalité physique des systèmes électriques. Les pays produisant une électricité abondante et peu dépendante du gaz, comme la France avec le nucléaire ou l'Espagne avec le solaire, bénéficient de prix plus modérés et moins sensibles au signal gazier. À l'inverse, les systèmes exposés aux importations, aux congestions ou au gaz marginal restent plus vulnérables. L'intégration européenne atténue ces écarts, sans les effacer lorsque les contraintes locales dominent la formation des prix.

# LA SUISSE À L'HEURE DES GRANDS CHOIX ÉNERGÉTIQUES

Alors que la Commission fédérale de l'électricité alerte déjà sur les risques de pénurie liés aux tensions géopolitiques, la Suisse traverse un tournant historique.

## LE SPECTRE DE LA PÉNURIE HIVERNALE REMET LE NUCLÉAIRE AU CENTRE DU DÉBAT

L'indépendance énergétique de la Suisse est sous haute tension. Début 2026, l'Association des entreprises électriques suisses (AES) a indiqué que le taux d'indépendance toute énergie confondue du pays plafonne à seulement 32% des besoins nationaux, obligeant la Confédération à vivre à crédit énergétique la majeure partie de l'année. Face aux crises au Moyen-Orient qui menacent les stocks de gaz européens, l'EICOM craint des répercussions directes sur l'approvisionnement helvétique lors des vagues de froid.

Cette vulnérabilité a provoqué un basculement politique majeur au Parlement. Le Conseil des Etats ainsi que le Conseil national ont validé en juin 2026 le contre-projet autorisant la construction de nouvelles centrales nucléaires en Suisse. Un référendum dans les prochaines années entérinera le retour majeur ou non de l'atome dans le mix énergétique.

## LA COURSE CONTRE LA MONTRE DU RENOUVELABLE ET LA SATURATION DES RÉSEAUX

En parallèle, Berne tente de presser le pas sur les énergies indigènes. Depuis le 1er avril 2026, une révision légale cruciale raccourcit drastiquement les voies de recours pour les infrastructures électriques d'intérêt national, tandis que le nouveau «bonus hivernal» (installation de puissance d'au moins 100 kW et produisant plus de 500 kWh par kW installé durant l'hiver) cherche à doper les projets de solaire alpin.

Cependant, cette accélération se heurte à une réalité physique: les réseaux électriques frôlent la saturation. L'essor massif du solaire photovoltaïque en été crée de forts excédents locaux et des prix parfois négatifs (voir notre étude 2025), alors que l'explosion de la demande liée aux centres de données (data centers) charge les lignes en hiver. Moderniser le réseau de transport demande des investissements sans précédent pour éviter de créer un goulet d'étranglement technique.

**+34,6%**

taux de croissance de la part du solaire dans la consommation électrique finale en Suisse entre 2024 et 2025

## L'ACCORD AVEC L'UNION EUROPÉENNE, VERROU STRATÉGIQUE DE LA FLEXIBILITÉ SUISSE?

C'est dans ce contexte de fortes tensions internes que s'inscrit le volet diplomatique. La signature historique de l'accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE, survenue le 2 mars 2026, place ce paquet législatif devant le Parlement, prélude à un référendum de plus en plus probable. Cet accord vise à résoudre un paradoxe. La Suisse est une plaque tournante physique majeure pour les flux électriques européens, mais reste exclue de ses plateformes de marché. Sans l'intégration juridique promise par l'accord, la Suisse est exclue des plateformes de commande automatiques européennes. Le pays est ainsi condamné à rester sur le banc de touche: il ne peut ni monnayer ses services de secours au prix fort lors des pics de tension, ni profiter efficacement des prix négatifs pour stocker l'énergie.

À l'horizon du calendrier politique 2026-2027, la capacité du pays à arbitrer entre ouverture internationale, relance du nucléaire et modernisation de ses infrastructures sera le véritable juge de paix de la politique énergétique helvétique.



Jean  
MENEVEAU  
Directeur Associé CH



Maïlys  
BASSINET  
Consultante



Nicolas  
GOLDBERG  
Directeur Associé FR

[www.colombus-consulting.com](http://www.colombus-consulting.com)

### À PROPOS DE COLOMBUS CONSULTING

Partenaire des organisations impliquées dans des changements majeurs, Columbus Consulting a l'ambition de réconcilier les intérêts économiques et humains des projets de transformation.

### Jean MENEVEAU

Directeur Associé  
Colombus Consulting Suisse

Tel : 079 725 24 95  
[meneveau@colombus-consulting.com](mailto:meneveau@colombus-consulting.com)  
Route de Crassier 7 - 1262 Eysins

